

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи



План

- 1 Введение
- 2 Паротепловое воздействие
- 3 Внутрипластовое горение
- 4 Вытеснение нефти горячей водой
- 5 Пароциклическая обработка

Паротепловое воздействие на пласт



С повышением температуры:


- ❖ уменьшение вязкости нефти и воды;





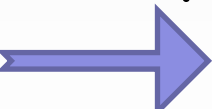
- ❖ подвижность нефти и воды;

Главная причина использования:

- ❖ для роста нефтеотдачи пластов, (содержащих нефть увеличенной вязкости).

При закачке в пласт горячей воды или водяного пара: испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин.



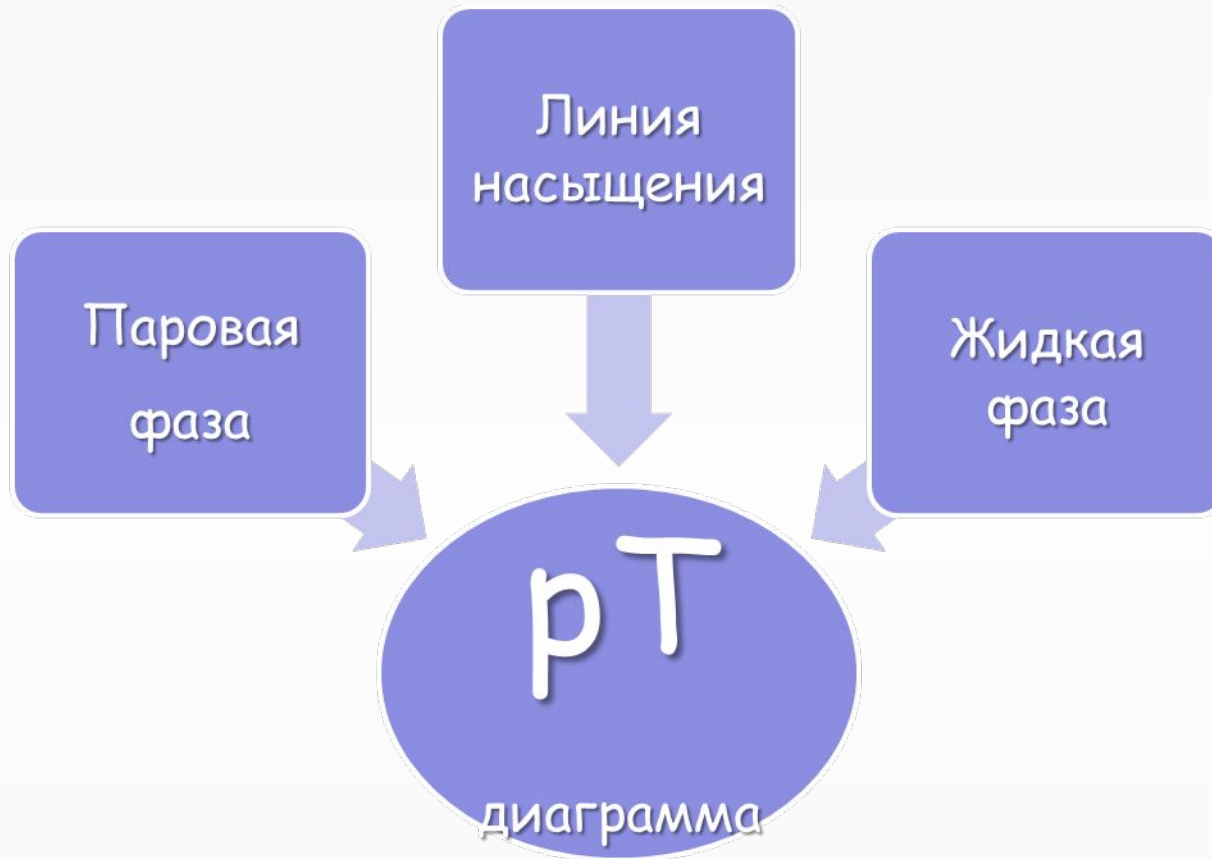
Горячая вода и пар  парогенератор 
высокое давление  закачивание в
пласт через нагнетательные скважины
(специальная конструкция  специальное
оборудование)  работа в условиях
высоких температур и давлений.

▶▶▶ Важно знать!!!

Термодинамическое состояние воды:

1. жидкое,
2. в виде пара,
3. в виде смеси воды и пара,
4. в закритическом состоянии.

Узнать это можно с помощью рТ- диаграммы для воды!!!




Для воды : $r_{кр}=22,12$ МПа, $T_{кр} = 647,3$ К.

- ❖ Если точка находится на линии насыщения, то вода пребывает одновременно и в парообразном и в жидком состояниях. \equiv
- ❖ Пар насыщенный, если P и T пара P и T на линии насыщения;

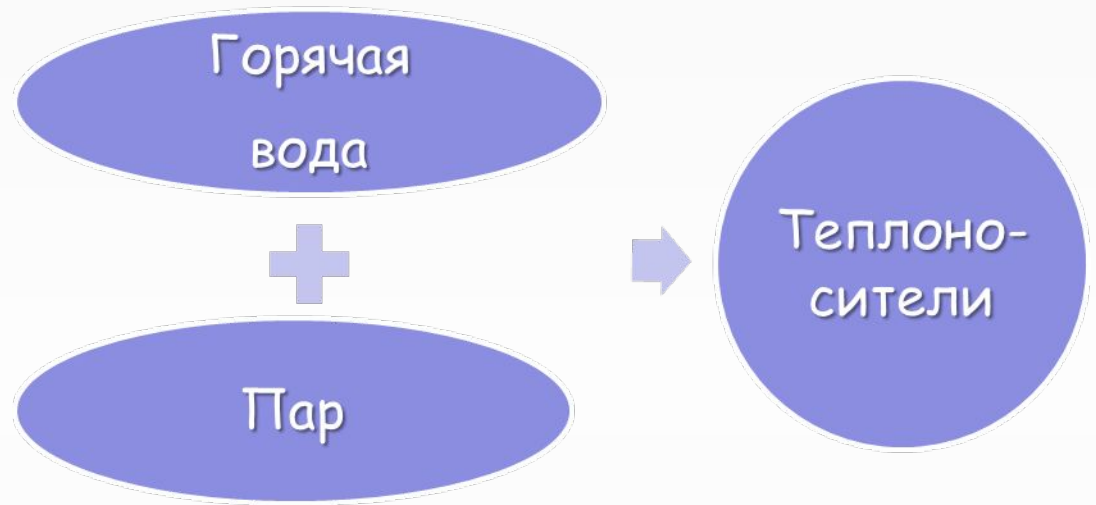
Состояние воды :

- ❖ над линией насыщения - только жидкое,
- ❖ под нею — только в виде перегретого пара.

$$M_p / (M_a + M_b) = x. \text{ (сухость пара)}$$

Важная характеристика процесса  пластовая температура и ее распределение.

Теплоносители - закачиваемыми в нефтяные пласты в промышленных масштабах.




Температурное поле при закачке

- ❖ горячая вода закачивается в нефтяной пласт с начальной $T_{пл}$ и $sH_{ост} = const$;
- ❖ в прямолинейный однородный пласт закачивается горячая вода с температурой T и расходом q ;
- ❖ на входе в пласт постоянно поддерживается перепад температур;
- ❖ учитывать уход тепла по вертикали в его кровлю и подошву.

Задача расчета температурного поля в пласте

- ❖ интеграл Дюамеля(для переменной температуры);
- ❖ задача Лаврье(с использованием преобразования Лапласа)

- 
- ❖ использования тепловых методов позволяют эффективно извлекать из недр нефть высокой вязкости.
 - ❖ долгое время тепловые методы считались малоперспективными вследствие их высокой энергоемкости.
 - ❖ на каждые 2—3 т водяного пара, закачанного в призабойную зону нефтяной скважины с целью ее глубокой тепловой обработки, можно получить дополнительно 1 т нефти.
 - ❖ повышению перспективности тепловых методов способствовали познание механизма внутрипластового горения, изучение сухого и создание влажного внутрипластового горения, открывающие новые возможности повышения нефтеотдачи пластов.

Внутрипластовое горение



▶▶▶ Процесс внутрипластового горения (ВГ)

способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов

основан на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти в пластовых условиях при нагнетании окислителя с поверхности

сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты

используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с

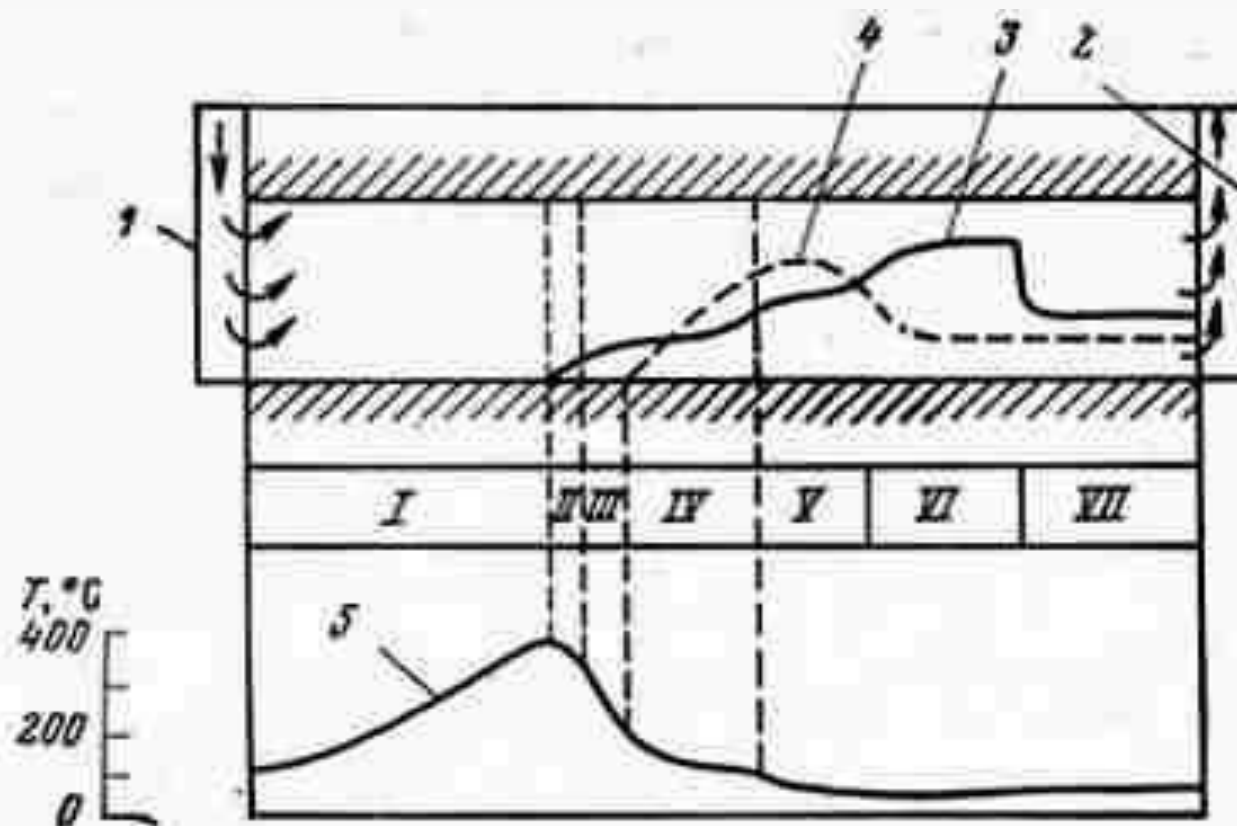
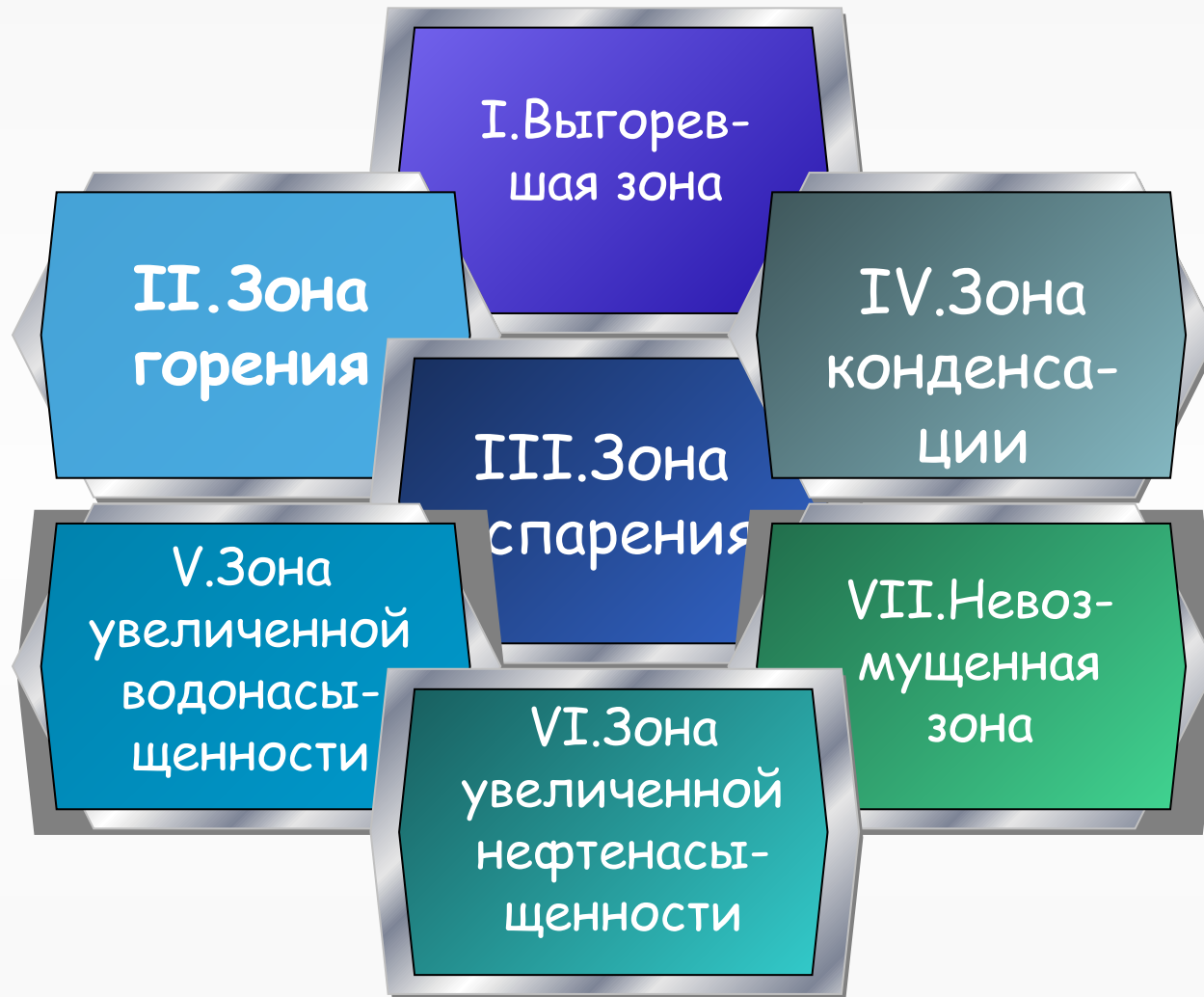


Рис. 3.18. Схема внутрипластового горения:

- 1 - нагнетательная скважина (воздух); 2 - добывающая скважина; 3 - распределение нефтенасыщенности;
- 4 - распределение водонасыщенности;
- 5 - распределение температуры

Зоны при ВГ



The diagram features a central title 'Процесс ВГ' (VEG Process) in a tan oval with a blue shadow. Two arrows, one blue and one orange, point downwards from the oval to two rounded rectangular boxes. The left box is light blue and contains text about the 'Direct' process, while the right box is light green and contains text about the 'Reverse' process.

Процесс ВГ

Прямоточный.

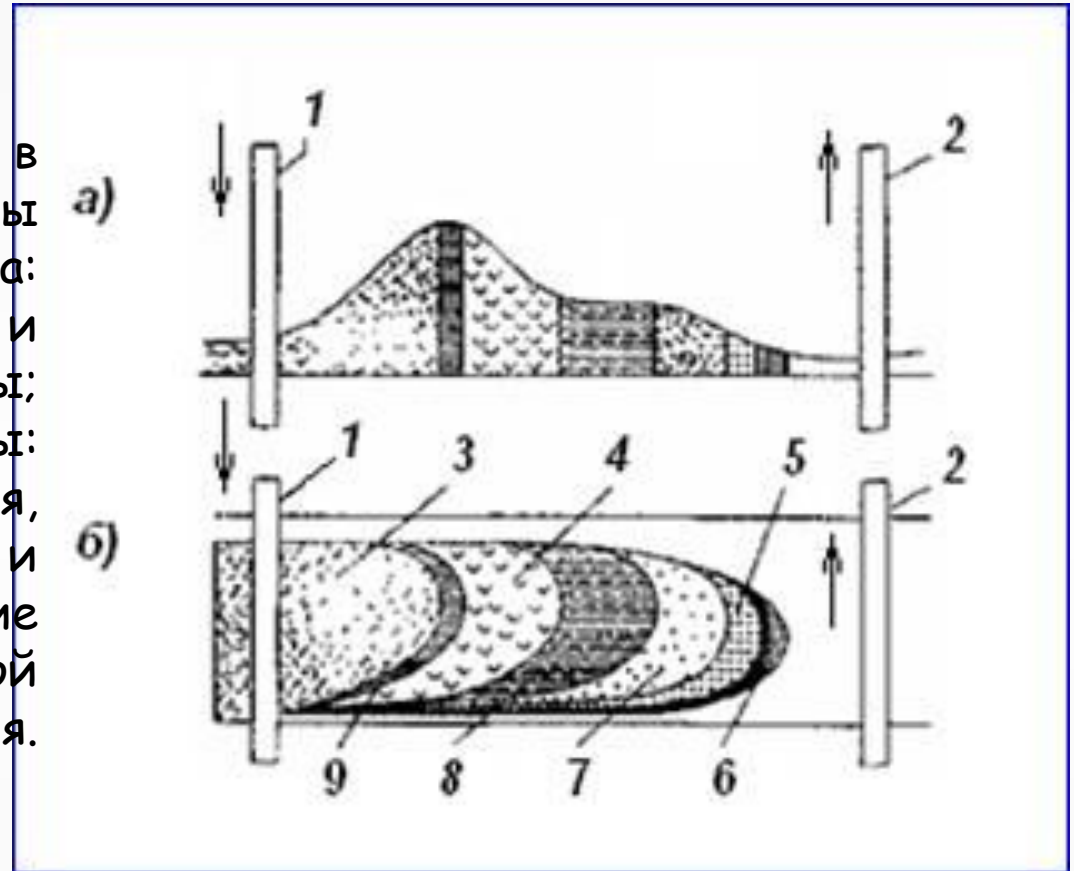
Очаг горения перемещается по пласту в направлении нагнетаемого воздуха, т.е. от нагнетательной скважины к окружающим эксплуатационным. В этом случае пласт разжигается со стороны нагнетательной скважины.

Противоточный.

Очаг горения перемещается по пласту в направлении, противоположном нагнетаемому воздуху, т.е. от эксплуатационных скважин к нагнетательной.

Схема прямоточного процесса

а - температурные зоны в пласте, б - зоны распространения процесса:
1,2 - нагнетательная и добывающая скважины;
3,4,7,8 - зоны: соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара;
5 - легкие углеводороды; 6 - нефтяной вал; 9 - фронт горения.

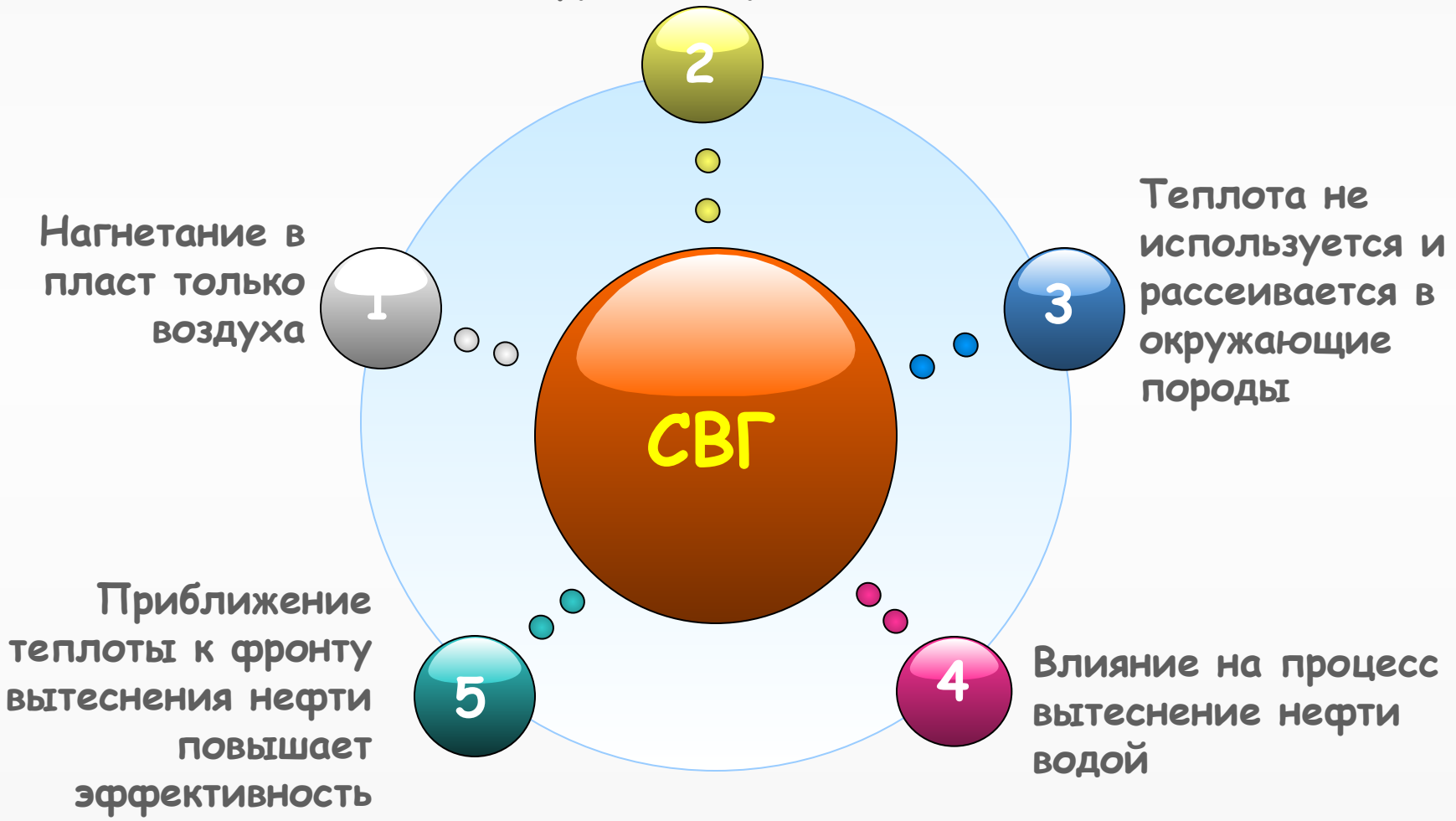


Кроме того...

Различают:

- ❖ Сухое (СВГ);
- ❖ Влажное (ВВГ);
- ❖ Сверхвлажное (СВВГ) внутрипластовое горение

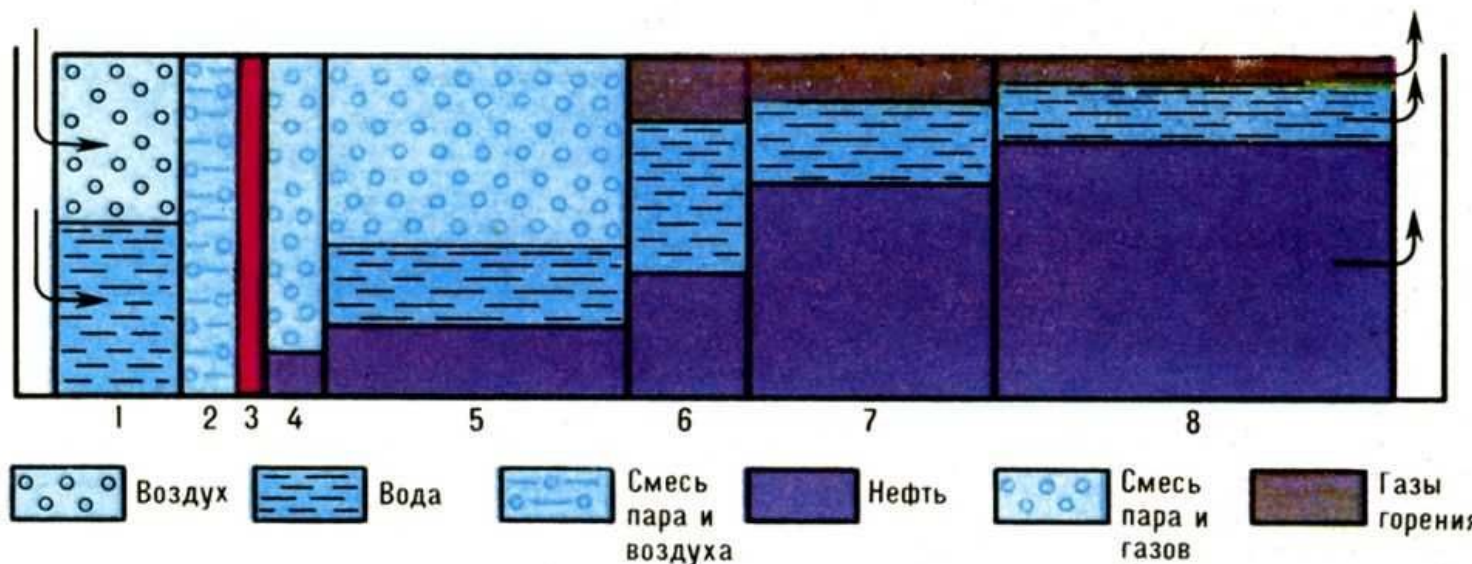
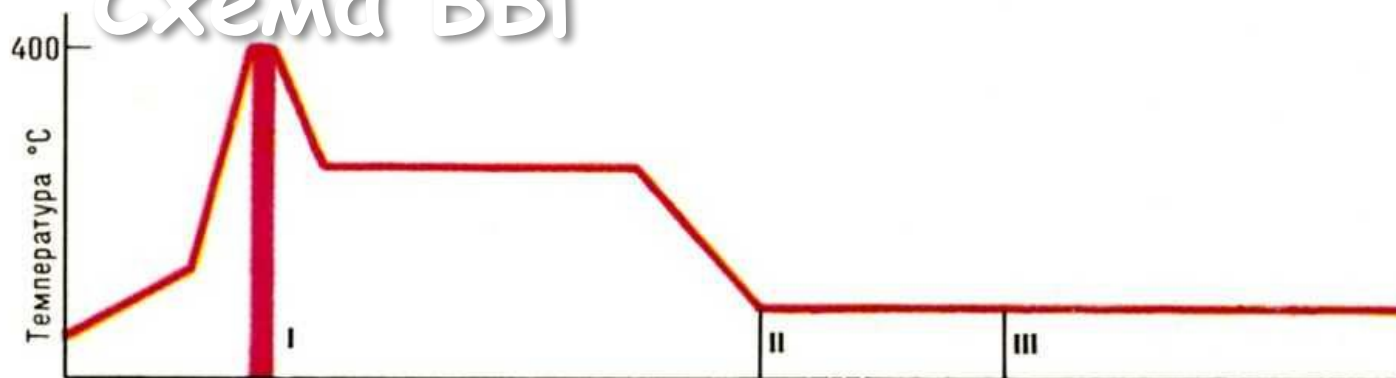
Отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения



- ❖ в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода;
- ❖ вода, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется;
- ❖ увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения;
- ❖ развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Схема ВВГ

2



1 - зона фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2, 4 - зоны перегретого пара; 3 - фронт горения; 5 - зона насыщенного пара; 6, 7 - зоны вытеснения горячей водой и водой при пластовой температуре (соответственно); 8 - зона фильтрации; I - фронт горения; II - тепловой фронт; III - фронт вытеснения.

- ❖ осуществляется при увеличении водовоздушного соотношения в закачиваемой смеси воды и воздуха или в сочетании с заводнением;
- ❖ исчезает зона перегретого пара, и температура в зоне реакции существенно снижается;
- ❖ процесс высокотемпературного окисления (горения) переходит в процесс низкотемпературного окисления остаточного топлива.

Утилизация кислорода ↑

Коэффициент использования топлива при достаточно высоком ВВО

≪ ≪ 1

СВВГ → 200-250°C

СВГ и ВВГ → 400-600°C

Вытеснение нефти горячей водой



▶▶▶ Вытеснение нефти горячей водой

- ❖ Вытеснение нефти горячей водой – один из наиболее эффективных методов МТН;
- ❖ Процесс – в пласт нагнетается горячая вода;
- ❖ Теплоноситель теряет температуру на пути к продуктивному пласту;
- ❖ Зона остывшей воды;
- ❖ Новые порции теплоносителя.

▶▶▶ Процессы при нагнетании горячей воды в пласт

- ❖ Понижение вязкости нефти;
- ❖ Изменение молекулярно-поверхностных сил;
- ❖ Расширение нефти и горных пород;
- ❖ Улучшение смачивающих свойств воды;
- ❖ Уменьшение фильтрационных сопротивлений пласта;
- ❖ Интенсификация капиллярных процессов.

▶▶▶ Приближенными методами расчета нефтеотдачи

- ❖ Учитываются только зависимость вязкости нефти и воды от температуры.

По расчетным данным при нагнетании горячей воды ($t = 170^\circ \text{C}$):

- ❖ начальная вязкость нефти (250—300 мПа·с);
прирост нефтеотдачи достигает 16—17%;
- ❖ продолжительность процесса не менее 8—10 лет.
- ❖ для вязкости 151 и 32,6 мПа·с соответствующие приросты нефтеотдачи составят 8—11 и 4—5%.

Обработка ПЗП горячей нефтью

- ❖ Теплоноситель - нагретая сырая нефть, конденсат(газолин), керосин и дизельное топливо;
- ❖ Для обработки ПЗП требуется 15-30 м³ теплоносителя, нагретые до 90-95 °С в паропередвижных или электронагревательных установках;

Технология обработки горячей нефтью

ПЗП прогревается при:

- ❖ Циркуляции теплоносителя;
- ❖ Продавливания теплоносителя в пласт.

Циркуляция теплоносителя

- ❖ Теплоноситель закачивается через затрубное пространство;

Достоинства:

- ❖ Часть парафина на стенках эксплуатационной колонны и парафино-асфальто-смолистые вещества на забое растворяются и вытесняются до приема насоса;
- ❖ Способ не требует остановки скважины;

Недостатки:

- Сопровождается с большим расходом тепла на нагрев эксплуатационной колонны;
- Не оказывает должного теплового воздействия на пласт.

▶▶▶ Продавка теплоносителя в пласт

- ❖ Извлекается подземное оборудование;
- ❖ Спуск НКТ - по ним продавливают теплоноситель;
- ❖ Спуск глубинного насоса - откачка жидкости из пласта.

Недостатки:

- Остановка скважины;
- Привлечение к работе бригады подземного ремонта;

Достоинство:

- ❖ Эффективность метода выше.

▶▶▶ Обработка ПЗП паром

- ❖ Периодическая циклическая обработка - периодическое нагнетание в пласт насыщенного сухого пара;

Условие применения данного метода

- ❖ Глубина залегания продуктивного пласта - 1500м;
- ❖ Вязкость пластовой нефти - более 50 мПа*с;
- ❖ Маловязкая нефть, но с содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ более 4%;
- ❖ Степень снижения нефтепроницаемости призабойной зоны не менее 1,5 относительно удаленной зоны пласта;
- ❖ Радиус зоны отложений перечисленных веществ в пласте не менее 1 м.

Условие применения данного метода

- ❖ Толщина и пористость пласта 5м и 5%;
- ❖ Пластовое давление в 1,5-1,7 раза ниже рабочего давления парогенераторной установки;
- ❖ Обводненность - 60%;
- ❖ Содержание мех.примесей в продукции - не более 5%;
- ❖ Коллектор - прочный, с малым содержанием глинистых пропластков;
- ❖ Герметичная эксплуатационная колонна;
- ❖ Герметичное цементное кольцо за колонной.

Техника и оборудование пр паротепловой обработке

- ❖ Парогенераторные установки;
- ❖ Устьевая арматура;
- ❖ Лубрикатор;
- ❖ Головка колонная ГКС;
- ❖ Термостойкие пакеры;
- ❖ Скважинные компенсаторы.

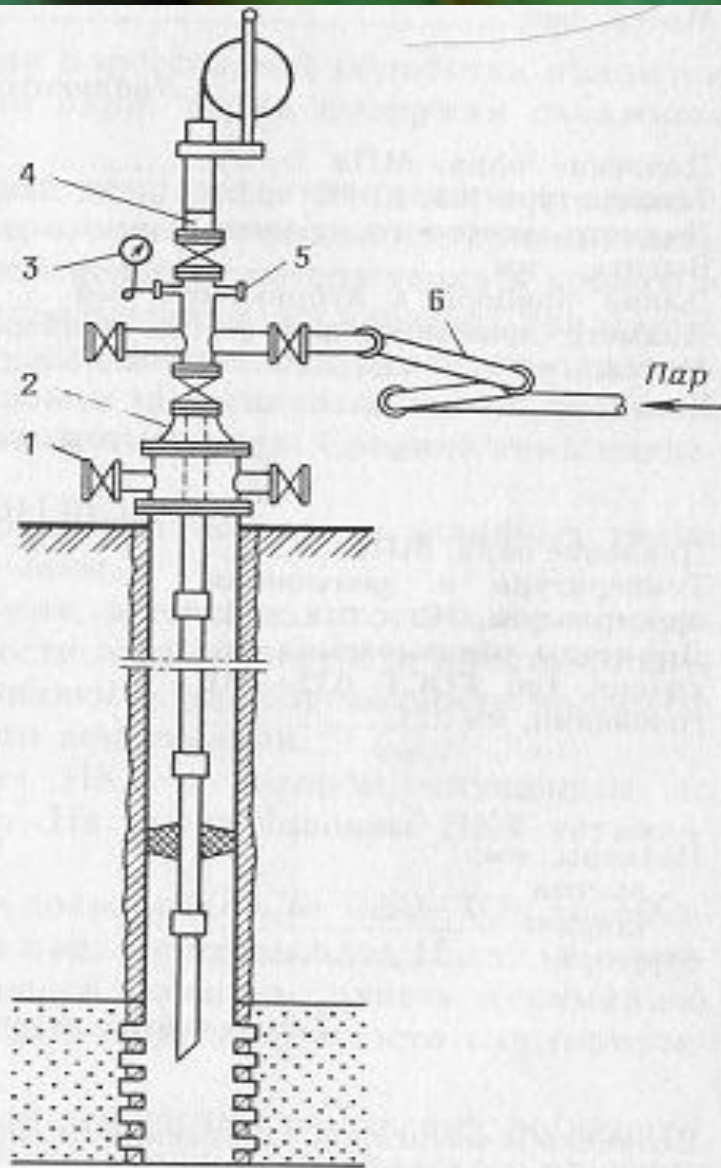


Рис. 24. Схема обвязки устья скважины при паротепловой обработке:

1 — колошная головка; 2 — устьевая арматура; 3 — манометр; 4 — лубрикатор; 5 — карман для термометра или термопары; 6 — шарнирный компенсатор

▶▶▶ Парогенераторная Установка

- ❖ Предназначена для выработки пара;
- ❖ Котлоагрегаты установки работают на природном газе или жидком топливе;
- ❖ Сырую воду осветляют и обессоливают перед подачей в котел.

Устьевая арматура

- ❖ Служит для обвязки устья скважины с паропроводом и установки на нем лубрикатора;
- ❖ Возможность производить паротепловую обработку пласта при высоких температурах.

Колонная головка

Возникают следующие проблемы:

- ❖ Удлинение обсадных колонн и НКТ;
- ❖ Нарушение герметичности устьевого арматуры;
- ❖ Разрушение цементного кольца.

Колонная головка герметизирует межколонное пространство.

▶▶▶ Лубрикатор и Шарнирные устройства

- ❖ Замер температуры и давления в НКТ и у устья скважины термометром и манометром - лубрикатор;
- ❖ Компенсация температурных удлинений эксплуатационной колонны, НКТ и подводящего трубопровода - шарнирные устройства.

Термостойкие пакеры

- ❖ Изоляция затрубного пространства в скважине от нагнетаемого пара - термостойкие пакеры;

Основные параметры технологии паротепловой обработки

- ❖ Темп нагнетания пара - максимально возможный, в зависимости от производительности парогенераторной установки и приемистости скважины, 2-5 т/ч;
- ❖ Продолжительность обработки;
- ❖ Время выдержки скважины - 2-3 сут. Цель - обеспечение передачи тепла в глубь пласта.

Преимущества циклической паротепловой обработки

- ❖ Высокие дебиты нефти после обработки - увеличение в 2-3 раза;
- ❖ Меньшие потери тепла по стволу скважины, в кровлю и подошву пласта;
- ❖ Меньшая степень нагрева эксплуатационной колонны.
- ❖ Продолжительность работы скважины или технологический эффект - 2-3 месяца.

Недостатки циклической паротепловой обработки

- ❖ Периодичность;
- ❖ Снижение дебита при последующих обработках;
- ❖ Трудности контроля за изменением температуры на забое скважины;
- ❖ Большие затраты времени на СТО;
- ❖ Необходимость специального оборудования.

**Благодарим за
внимание!!!**

